

# 考虑调峰辅助服务的虚拟电厂运营模式

李嘉媚, 艾 芊

(上海交通大学 电力传输与功率变换控制教育部重点实验室, 上海 200240)

**摘要:**针对虚拟电厂(VPP)内部风光资源的不确定性给其参与调峰市场带来影响的问题,对以VPP为主体参与调峰市场开展研究。采取VPP同时参与直接电力交易市场与调峰市场的运营模式,计及风光出力不确定性的影响,提出基于条件风险价值理论的VPP日前优化运行模型;利用Shapley值法对各成员联合运行后取得的期望成本进行合理分配。算例仿真验证了所提运行策略的有效性与合理性。

**关键词:**虚拟电厂;调峰市场;条件风险价值;二阶段随机优化;Shapley值

**中图分类号:**TM 73

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202103005

## 0 引言

近年来在可持续发展的指导理念下,我国风电、光伏等清洁能源快速发展,电力系统中火力发电占比下降,但风光电出力的不确定性给电力系统的安全稳定运行带来巨大挑战。同时,风光电装机容量快速增加,在平谷时段出力过剩,造成了严重的弃风弃光问题。在此背景下,我国需加快调峰辅助服务市场的建设,在提高电力系统调控能力的同时促进可再生能源的消纳。

目前,电力系统中火电机组等传统的调峰资源占比降低,各国开始挖掘需求侧灵活性资源参与调峰辅助服务的潜力<sup>[1-2]</sup>。《完善电力辅助服务补偿(市场)机制工作方案》规定,鼓励储能设备、需求响应资源与第三方主体参加电力辅助服务市场<sup>[3]</sup>,该机制为电力系统中需求侧灵活资源进入电力辅助服务市场提供了政策基础。但由于需求侧资源容量较小、地理位置较分散等问题,需求侧资源直接进入电力市场存在一定阻碍。在电力市场中利益的驱动下,协调控制各类需求侧灵活资源、促进资源之间的合作、提高需求侧运行灵活性与经济性的虚拟电厂VPP(Virtual Power Plant)技术应运而生。现阶段,华北与上海已颁布虚拟电厂参与调峰辅助服务市场的相关机制政策,虚拟电厂试点项目也已实现落地,因此当前亟需建立考虑调峰辅助服务的虚拟电厂优化运营模式。

国内已有学者对虚拟电厂参与调峰辅助服务市场开展了研究工作。文献[4]以虚拟电厂各时段的收益最大为目标,建立考虑调峰与调频服务的虚拟电厂经济优化调度模型,利用模拟退火算法得到各资源的出力。文献[5]在确定核电与火电机组调峰

运行最优出力的基础上,利用虚拟电厂内部可中断负荷与储能平抑净负荷预测误差,以虚拟电厂调峰成本最低为目标求取虚拟电厂调峰出力。文献[6]制定日前与日内两阶段调峰调度安排,日前阶段确定火电厂的启停情况与可转移负荷的运行计划,日内阶段确定储能出力与弃风量。然而,目前还没有研究以虚拟电厂参加调峰市场的政策规定为基础,从虚拟电厂自身经济效益出发,制定考虑调峰辅助服务的虚拟电厂优化策略。

虚拟电厂由于内部风光资源出力的不确定性,在制定调度计划时面临不确定的风险,这也对其收益有一定影响。对于不确定性带来风险的控制方法主要有方差计量法、风险价值VaR(Value at Risk)法与条件风险价值CVaR(Conditional Value at Risk)法。其中,方差计量法将高于平均值的收益也记为风险,具有较大的局限性<sup>[7]</sup>;VaR仅考虑某个置信度下的分位点,其后的风险信息没有考虑存在“尾部效应”;CVaR考虑超过VaR部分的平均损失,是VaR的一种补充风险度量方法。文献[8]基于均值-CVaR风险收益模型,提出供电公司在实时市场、现货市场与远期合同市场的购电策略。文献[9]将CVaR理论引入综合能源系统优化运行中。文献[10]计及日前市场与实时市场电价的不确定性,基于CVaR理论建立综合能源服务商最优能源购置模型。联盟效益分配方法主要有核仁法与Shapley值法。文献[11]利用核仁法与Shapley值法对电能替代效益进行分摊。文献[12]针对风储系统联合参与现货市场的预期收益,首先利用Shapley值在风电场与储能系统之间进行分配,再通过核仁法在多风电场之间进行分配。

在上述背景下,本文首先从现有的虚拟电厂市场机制出发建立考虑调峰辅助服务的虚拟电厂运营模式,确定虚拟电厂参与电力市场的交易调度流程,并分析内部资源间的合作关系与不确定因素带来的影响;在此基础上,提出计及CVaR的调峰市场投标

收稿日期:2020-05-30;修回日期:2021-01-08

基金项目:国家自然科学基金资助项目(U1866206)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(U1866206)

策略,第一阶段确定虚拟电厂调峰市场的投标时段、容量与柔性负荷运行计划,第二阶段确定虚拟电厂中储能的充放电功率、弃风弃光功率、调峰实际出力与直接交易功率;最后,基于Shapley值将虚拟电厂参与电力市场的运营成本在各成员间进行合理分配。

## 1 虚拟电厂运营模式

单个需求侧资源容量较小,无法达到市场准入门槛,需通过虚拟电厂有效聚合管理进行市场交易。本文研究虚拟电厂聚合需求侧资源参与电力市场交易的运营模式以提高整体运营收益,虚拟电厂中包含风电、光伏、柔性负荷与储能装置。虚拟电厂可与外部大电网进行直接购售电交易,同时也可作为调峰辅助服务提供商,通过提供调峰辅助服务获得调峰辅助服务补偿<sup>[13]</sup>。虚拟电厂运营模式如图1所示。

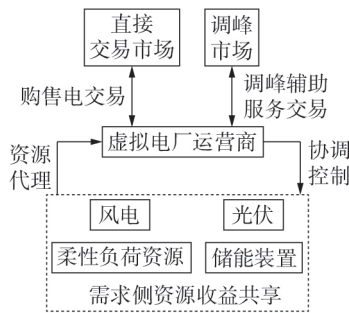


图1 虚拟电厂运营模式

Fig.1 Operation mode of VPP

### 1.1 虚拟电厂市场交易机制

虚拟电厂的市场交易行为由两部分组成:与外部大电网进行直接购售电交易;参与调峰市场进行调峰辅助服务交易。

(1)直接市场交易机制。虚拟电厂可在直接交易市场进行购售电交易。在该交易体系中,虚拟电厂从外部电网的购电价格通常高于其向外部电网的售电价格。

(2)虚拟电厂调峰市场交易机制<sup>[14-15]</sup>。随着可再生能源渗透率的增加,可再生能源出力过剩问题更为严重,虚拟电厂调峰服务是在平谷时段减小出力或购买电量,以达到填谷的效果。调峰辅助服务市场的准入条件是虚拟电厂的投标容量须大于规定的阈值。满足准入条件的虚拟电厂可参与日前调峰市场,在市场建设初期虚拟电厂作为价格接受者,由调度机构日前出清。虚拟电厂日前向调度机构申报投标容量、调峰时段与运行基线。为保证市场公平公正,虚拟电厂上报基线应为日前预测净负荷曲线。根据虚拟电厂上报基线与实际运行曲线差值确定虚拟电厂调峰实际出力。在实时运行阶段,当虚拟电厂调峰实际出力小于投标容量且偏差超过30%时,该时段的调峰费用不予结算。当虚拟电厂调峰实际

出力大于投标容量时,该时段的调峰费用按照投标容量结算。

### 1.2 虚拟电厂的交易调度流程

由于风光出力不确定性的影响,虚拟电厂日前制定的调度计划在日内实时运行阶段需要进行调整。因此,虚拟电厂交易调度计划的制定由两阶段组成,如图2所示。第一阶段为日前调度阶段,确定虚拟电厂日前调峰市场投标时段、容量与柔性负荷运行计划,该阶段的决策变量与具体场景无关。第二阶段为基于场景的日内运行阶段,确定虚拟电厂中储能的充放电功率、弃风弃光功率、调峰实际出力与直接交易功率,该阶段的决策变量与具体场景相关。本文不考虑风光出力之间的相关性,假设风光出力预测误差服从正态分布<sup>[16]</sup>,建立风光出力场景集合 $\Gamma=\{1, \dots, \omega, \dots, n\}$ ,其中 $n$ 为场景总数。设场景 $\omega$ 的概率为 $\pi_{\omega}$ 。

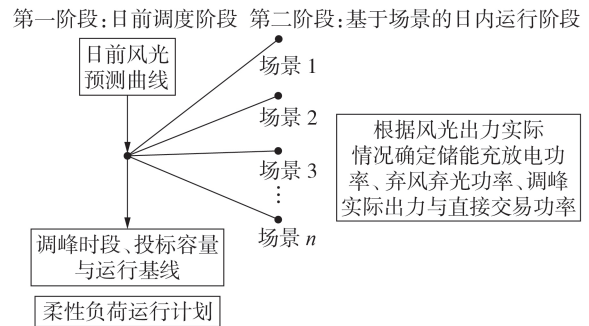


图2 虚拟电厂交易调度流程

Fig.2 Transaction scheduling process of VPP

### 1.3 虚拟电厂内部资源关系分析

虚拟电厂参与直接市场交易时,购电价格高于售电价格。因此,风电与光伏直接向虚拟电厂内部负荷供电会产生合作利益。同时风电与光伏在平谷时段对储能充电,储能在峰时段售电,也会达到资源合作的效果。虚拟电厂内部柔性负荷与储能的主要权责是提供调峰辅助服务<sup>[13]</sup>以及获取调峰辅助服务收益。虚拟电厂根据日前风光预测曲线向调度机构申报投标容量、调峰时段与运行基线,其中运行基线是预测净负荷曲线。但由于风光出力的不确定性,在实时运行阶段的净负荷曲线不是日前预测净负荷曲线。当风光实时出力大于预测值时,虚拟电厂的调峰实际出力为柔性负荷调整功率加上储能充电功率减去日前预测误差,这造成了虚拟电厂调峰收益的减小。若日前误差较大使调峰实际出力无法达到投标容量的70%,则无法结算该时段的调峰服务费用且虚拟电厂需接受惩罚。虚拟电厂可通过减小投标容量规避调峰收益风险。当风光实时出力小于预测值时,虚拟电厂的调峰实际出力为柔性负荷调整功率、储能充电功率与日前预测误差之和。由于调

峰市场最多只结算投标容量,这会促使虚拟电厂增加在调峰市场的投标容量。因此,虚拟电厂调峰市场投标策略应考虑风光出力不确定性带来的收益风险问题。

## 2 虚拟电厂调峰市场投标策略

基于前文分析,风光出力的不确定性会影响虚拟电厂的调峰收益,这也使虚拟电厂调峰市场投标策略成为风险管理问题。综上,本文建立考虑 CVaR 的两阶段虚拟电厂日前投标随机优化模型。

### 2.1 目标函数

目标函数由式(1)所示两部分组成:第一部分为虚拟电厂运行成本,包括与电网直接交易成本  $C_{\text{grid}}$ 、弃风弃光成本  $C_{\text{abon}}$ 、柔性负荷调度成本  $C_{\text{load}}$ 、调峰收益  $B_t$  与调峰惩罚成本  $B_p$ ;第二部分为 CVaR 值  $\delta_{\text{CVaR}}$  与风险偏好系数  $\beta$  的乘积。

$$\min C_{\text{grid}} + C_{\text{abon}} + C_{\text{load}} - B_t + B_p + \beta \delta_{\text{CVaR}} \quad (1)$$

风险偏好系数  $\beta$  表示虚拟电厂对调峰收益风险的偏好程度。当  $\beta=0$  时,虚拟电厂为风险中立者,不关心不确定因素对收益带来的影响;当  $\beta>0$  时,虚拟电厂为风险厌恶者,采取较为保守的运行策略以规避调峰收益的风险,  $\beta$  值越大,说明虚拟电厂对调峰收益风险越厌恶,所采取的投标策略越保守。

与电网直接交易成本  $C_{\text{grid}}$  为:

$$C_{\text{grid}} = \sum_t \sum_{\omega} \pi_{\omega} (\rho_{\text{bt}} P_{\text{bt}\omega} - \rho_{\text{st}} P_{\text{st}\omega}) \Delta t \quad (2)$$

其中,  $\rho_{\text{bt}}$ 、 $\rho_{\text{st}}$  分别为  $t$  时段虚拟电厂的购、售电电价;  $P_{\text{bt}\omega}$ 、 $P_{\text{st}\omega}$  分别为虚拟电厂在场景  $\omega$  下  $t$  时段的购、售电功率;  $\Delta t$  为时间间隔,本文取为 1 h。

弃风弃光成本  $C_{\text{abon}}$  为:

$$C_{\text{abon}} = \sum_t \sum_{\omega} \pi_{\omega} \rho_a (P_{\text{wb}\omega} + P_{\text{pvb}\omega}) \Delta t \quad (3)$$

其中,  $\rho_a$  为虚拟电厂弃风弃光的惩罚价格;  $P_{\text{wb}\omega}$ 、 $P_{\text{pvb}\omega}$  分别为虚拟电厂在场景  $\omega$  下  $t$  时段的弃风、弃光功率。

柔性负荷调度成本  $C_{\text{load}}$  为:

$$C_{\text{load}} = \sum_{t \in T_p} \rho_c P_{\text{lct}} \Delta t \quad (4)$$

其中,  $\rho_c$  为柔性负荷调度的补偿价格;  $T_p$  为峰时段;  $P_{\text{lct}}$  为虚拟电厂在峰时段中  $t$  时段的柔性负荷削减功率。

调峰收益  $B_t$  为:

$$B_t = \sum_t \sum_{\omega} \pi_{\omega} \rho_f F_{t\omega} \Delta t \quad (5)$$

$$F_{t\omega} = \begin{cases} P_{\text{ft}} & P_{\text{fat}\omega} \geq P_{\text{ft}} \\ P_{\text{fat}\omega} & 0.7P_{\text{ft}} \leq P_{\text{fat}\omega} < P_{\text{ft}} \\ 0 & P_{\text{fat}\omega} < 0.7P_{\text{ft}} \end{cases} \quad (6)$$

其中,  $\rho_f$  为虚拟电厂在调峰市场的补偿价格;  $P_{\text{ft}}$  为虚拟电厂  $t$  时段在调峰市场日前投标容量;  $P_{\text{fat}\omega}$  为虚拟

电厂在场景  $\omega$  下  $t$  时段的调峰实际出力。

当虚拟电厂调峰实际出力未达到投标容量的 70% 时,应受到调峰市场的惩罚,调峰惩罚成本  $B_p$  为:

$$B_p = \sum_t \sum_{\omega} \pi_{\omega} \rho_p K_{t\omega} \Delta t \quad (7)$$

$$K_{t\omega} = \begin{cases} 0 & P_{\text{fat}\omega} \geq 0.7P_{\text{ft}} \\ P_{\text{ft}} - P_{\text{fat}\omega} & P_{\text{fat}\omega} < 0.7P_{\text{ft}} \end{cases} \quad (8)$$

其中,  $\rho_p$  为虚拟电厂在调峰市场的惩罚价格。

### 2.2 约束条件

(1) 虚拟电厂购售电约束。虚拟电厂无法同时进行购售电行为。

$$P_{\text{bt}\omega} P_{\text{st}\omega} = 0 \quad (9)$$

(2) 虚拟电厂外特性。

$$P_{\text{basel}} = D_t - P_{\text{wt}} - P_{\text{pvt}} \quad (10)$$

$$P_{\text{ot}\omega} = D'_t - P_{\text{wato}} - P_{\text{pvato}} + P_{\text{chto}} - P_{\text{disto}} \quad (11)$$

其中,  $P_{\text{basel}}$  为虚拟电厂根据风光预测值上报的  $t$  时段的运行基线;  $P_{\text{wt}}$ 、 $P_{\text{pvt}}$  分别为  $t$  时段的风、光预测值;  $D_t$  为柔性负荷调度前  $t$  时段的负荷功率;  $P_{\text{ot}\omega}$  为在场景  $\omega$  下  $t$  时段虚拟电厂实时运行的外特性功率;  $P_{\text{wato}}$ 、 $P_{\text{pvato}}$  分别为在场景  $\omega$  下  $t$  时段的风、光实际出力;  $D'_t$  为柔性负荷调度后  $t$  时段的负荷功率;  $P_{\text{chto}}$ 、 $P_{\text{disto}}$  分别为在场景  $\omega$  下  $t$  时段的储能充、放电功率。

(3) 虚拟电厂功率平衡约束。

$$P_{\text{bt}\omega} - P_{\text{st}\omega} = D'_t - P_{\text{wato}} - P_{\text{pvato}} + P_{\text{chto}} - P_{\text{disto}} \quad (12)$$

(4) 柔性负荷约束。虚拟电厂内柔性负荷具有可转移特性,在峰时段削减的负荷总功率与平谷时段增加的负荷总功率相等。

$$\sum_{t \in T_p} P_{\text{lct}} = \sum_{t \in T_v} P_{\text{lat}} \quad (13)$$

$$D_t = D'_t - P_{\text{lct}} + P_{\text{lat}} \quad (14)$$

$$0 \leq P_{\text{lat}} \leq P_{\text{max}} \quad t \in T_v \quad (15)$$

$$0 \leq P_{\text{lct}} \leq \kappa D_t \quad t \in T_p \quad (16)$$

其中,  $T_v$  为平谷时段;  $P_{\text{lat}}$  为平谷时段中  $t$  时段柔性负荷增加的功率,其值应不大于最大允许量  $P_{\text{max}}$ ;  $\kappa$  为虚拟电厂中柔性负荷的比例。

(5) 储能约束。

$$0 \leq P_{\text{chto}} \leq P_{\text{chmax}} \quad (17)$$

$$0 \leq P_{\text{disto}} \leq P_{\text{dismax}} \quad (18)$$

$$P_{\text{chto}} P_{\text{disto}} = 0 \quad (19)$$

$$E_{t+1\omega} = E_{t\omega} + \frac{P_{\text{chto}} \eta}{C_{\text{ess}}} - \frac{P_{\text{disto}}}{\eta C_{\text{ess}}} \quad (20)$$

$$E_{\min} \leq E_{t\omega} \leq E_{\max} \quad (21)$$

$$E_{1\omega} = E_{T+1\omega} \quad (22)$$

其中,  $P_{\text{chmax}}$ 、 $P_{\text{dismax}}$  分别为储能最大充、放电功率;  $E_{t\omega}$ 、 $E_{1\omega}$ 、 $E_{T+1\omega}$  分别为在场景  $\omega$  下  $t$  时段的储能荷电量、初始荷电量与末状态荷电量;  $E_{\max}$ 、 $E_{\min}$  分别为储能最大、最小荷电量;  $\eta$ 、 $C_{\text{ess}}$  分别为储能充放电效率与储能容量。

(6)调峰投标约束。

$$P_{\min} u(t) \leq P_{\text{fit}} \leq M u(t) \quad t \in T_v \quad (23)$$

$$P_{\text{fit}} = 0 \quad t \in T_p \quad (24)$$

其中,  $u(t)$  为0-1变量,表示 $t$ 时段虚拟电厂是否参与调峰市场,其值为1表示参与调峰市场,为0表示不参与调峰市场; $M$ 为无穷大正数; $P_{\min}$ 为调峰市场最小投标容量。

(7)调峰实际出力约束。

$$0 \leq P_{\text{fatow}} \leq P_{\text{otow}} - P_{\text{baset}} + (1 - u(t))M \quad t \in T_v \quad (25)$$

$$P_{\text{fatow}} \leq u(t)M \quad t \in T_v \quad (26)$$

$$P_{\text{fatow}} = 0 \quad t \in T_p \quad (27)$$

(8)CVaR相关约束。

本文利用CVaR度量风光出力不确定性给调峰收益带来的影响。基于前文分析,第一阶段已确定调峰时段与投标容量,在实时运行阶段为满足调峰实际出力的要求会出现弃风弃光现象。同时,直接交易收益与调峰收益是相对独立的两部分。因此,调峰风险收益应考虑调峰收益、调峰惩罚与弃风弃光成本。对于一个离散的收益分布,其置信水平为 $\alpha$ 时, CVaR近似为小概率 $1-\alpha$ 情景集合的期望损失<sup>[17]</sup>。CVaR及其相关约束可转化为如下线性问题进行求解:

$$\delta_{\text{CVaR}} = \min_{\delta_{\text{VaR}}, m_\omega} \delta_{\text{VaR}} + \frac{1}{1-\alpha} \sum_{\omega} \pi_{\omega} m_{\omega} \quad (28)$$

$$\sum_t \rho_a (P_{\text{wbto}} + P_{\text{pvbto}}) \Delta t - \sum_t \rho_f F_{\text{to}} \Delta t + \sum_t \rho_p K_{\text{to}} \Delta t - \delta_{\text{VaR}} \leq m_{\omega} \quad (29)$$

$$m_{\omega} \geq 0 \quad (30)$$

其中,  $\delta_{\text{VaR}}$  为VaR值;  $m_{\omega}$  为引入的辅助变量,表示在场景 $\omega$ 下调峰成本与 $\delta_{\text{VaR}}$ 间的差值。由于上述表达形式为调峰成本,因此调峰风险收益为 $\delta_{\text{CVaR}}$ 的负值。

### 2.3 模型线性化

本文所建立的模型非线性部分主要由两部分组成:式(9)和式(19)中连续变量的乘积为0;目标函数式(5)与式(7)的分段函数。对于连续变量乘积为0,通过引入0-1变量,运用大M法即可处理,此处不再赘述。本文主要针对目标函数式(5)与式(7)的分段函数的线性化方法进行讨论。

$$0 \leq F_{\text{to}} \leq P_{\text{fit}} \quad (31)$$

$$F_{\text{to}} \leq P_{\text{fatow}} \quad (32)$$

$$P_{\text{fatow}} - 0.7P_{\text{fit}} \geq (a_{\text{ot}} - 1)M \quad (33)$$

$$P_{\text{fatow}} - 0.7P_{\text{fit}} \leq (1 - b_{\text{ot}})M \quad (34)$$

$$a_{\text{ot}} + b_{\text{ot}} = 1 \quad (35)$$

$$F_{\text{to}} \leq a_{\text{to}}M \quad (36)$$

$$K_{\text{to}} \geq P_{\text{fit}} - P_{\text{fatow}} + (b_{\text{to}} - 1)M \quad (37)$$

$$K_{\text{to}} \geq 0 \quad (38)$$

其中,  $a_{\text{ot}}, b_{\text{ot}}$  为0-1变量。

## 3 基于Shapley值的成本分配

目前成本分配方法主要有核仁法与Shapley值法。核仁法使成员形成的所有联盟的不满意度达到最小,而Shapley值法关注于各成员对联盟的边际贡献。在虚拟电厂的统一管理下,以追求经济效益最大化(本文为成本最低)为目标组成联盟,进行合作博弈并取得超额收益。因此对于虚拟电厂内各成员成本的分配应考虑各成员的贡献,基于Shapley值的成本分配方法更适合本文模型。

对于由 $J$ 个参与者组成的联盟,将成员集合用 $\Omega = \{1, 2, \dots, J\}$ 表示,  $\Omega$ 的任意子集称为一个子联盟。利用Shapley值法对虚拟电厂的运行成本进行分配,得到各成员的成本为:

$$C_j = \sum_{s_j} \frac{(J - |s_j|)! (|s_j| - 1)!}{J!} [C(s_j) - C(s_j / j)] \quad (39)$$

其中,  $C_j$  为虚拟电厂内成员 $j$ 分配的成本;  $s_j$  为包含成员 $j$ 的子联盟;  $|s_j|$  为子联盟 $s_j$ 中的成员数;  $C(s_j)$ 、 $C(s_j / j)$  分别为包含成员 $j$ 与不包含成员 $j$ 的子联盟运行成本。

## 4 算例分析

### 4.1 算例基础数据

虚拟电厂内部包含风机、光伏、储能与负荷,其中储能容量为4 000 kW·h,最大充、放电功率均为1 200 kW,初始荷电量为0.5,最大、最小荷电量分别为0.9、0.1,充放电效率为0.95。峰谷时段划分与直接交易电价如附录A表A1所示,虚拟电厂负荷曲线如附录B图B1所示。一般而言,风电与光伏日前预测误差在10%~30%之间<sup>[18]</sup>,本文设定预测误差为20%,并考虑预测误差服从均值为0的正态分布,随机生成的风电与光伏场景分别如附录B图B2、B3所示。虚拟电厂在调峰市场的补偿价格取为火电机组深度调峰补偿价格0.4元/(kW·h),调峰市场的惩罚价格为0.2元/(kW·h)。柔性负荷调用补偿价格为0.1元/(kW·h)<sup>[19]</sup>,虚拟电厂内柔性负荷为峰时段负荷的25%,平谷时段最大增加功率为3 000 kW。弃风弃光的惩罚价格为0.5元/(kW·h)。CVaR的置信水平取为0.95。虚拟电厂调峰市场最小投标容量设置为2 500 kW。

### 4.2 不同风险偏好系数的影响

为比较不同风险偏好系数 $\beta$ 对虚拟电厂运行策略及成本收益的影响。表1给出了不同风险偏好系数下虚拟电厂运行成本与调峰风险收益的变化关系。

由表1可知,随着风险偏好系数的增加,虚拟电厂的运行成本与调峰风险收益均呈现增加趋势。对于虚拟电厂的运行成本,当风险偏好系数从5增至15时,其增速最快,而当风险偏好系数设置为3和5

表1 运行成本与调峰风险收益

Table 1 Operation cost and peak regulation risk profit

| 风险偏好系数 | 运行成本 / 元 | 调峰风险收益 / 元 |
|--------|----------|------------|
| 0.1    | 9463.42  | 20189.02   |
| 1      | 9764.85  | 20347.03   |
| 3      | 9940.47  | 20653.27   |
| 5      | 9961.30  | 20729.77   |
| 10     | 10039.05 | 21429.97   |
| 15     | 10088.22 | 21991.22   |
| 20     | 10090.86 | 22037.22   |

时,其变化不大。对于虚拟电厂的调峰风险收益,当风险偏好系数从较小值增至3时,其迅速增加,随后增速减缓,当风险偏好系数从15增至20时,其几乎不变。综合上述虚拟电厂运行成本与调峰风险收益的变化情况可知,当风险偏好系数大于5时,虚拟电厂的运行成本增速变快,当风险偏好系数小于3时,调峰风险收益提升幅度较大,而风险偏好系数设置为3与5时,虚拟电厂运行成本与调峰风险收益相差不大,因此,对于本文算例风险偏好系数设置为3或5较为合理。

为比较不同风险偏好系数 $\beta$ 对虚拟电厂运行策略以及调度计划的影响,图3给出了不同风险偏好系数下的负荷曲线,表2给出了在不同风险偏好系数下虚拟电厂在调峰市场的投标情况。

根据前文分析,随着风险偏好系数的增加,虚拟电厂的投标策略应越保守,虚拟电厂在调峰市场申报总容量应减少,但是当风险偏好系数从较小值增至3时,出现了申报总容量增加的情况。这是由于此时为了更多地考虑调峰收益较低的场景,虚拟电

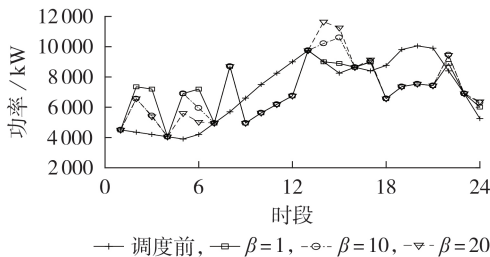


图3 不同风险偏好系数下的负荷曲线

Fig.3 Load curves under different risk preference coefficients

表2 不同风险偏好系数对投标策略的影响

Table 2 Impact of different risk preference coefficients on bidding strategy

| 风险偏好系数 | 调峰时段(投标容量 / kW)                                                                      | 申报调峰总容量 / kW |
|--------|--------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| 0.1    | 2(4916)、3(5098)、6(5031)、7(4837)、8(4787)、15(2500)、17(2500)、22(2500)、24(2500)          | 34668        |
| 1      | 2(4576)、3(4900)、5(4728)、6(5305)、8(4602)、15(2500)、17(2500)、22(2500)、24(2500)          | 34112        |
| 3      | 2(4555)、3(4438)、5(4728)、6(5305)、8(4401)、14(2500)、15(2500)、17(2500)、22(2500)、24(2500) | 35927        |
| 5      | 2(4555)、3(3752)、5(4715)、6(5318)、8(4401)、14(2500)、15(2500)、17(2500)、22(2500)、24(2500) | 35327        |
| 10     | 2(3693)、3(2903)、5(4728)、6(3522)、8(4463)、14(2500)、15(4978)、17(2500)、22(2500)、24(2500) | 34287        |
| 15     | 2(3693)、3(2864)、5(2589)、6(3053)、8(4512)、14(3996)、15(5631)、17(2500)、22(2500)、24(2500) | 33838        |
| 20     | 2(3730)、3(2826)、5(2952)、6(2500)、8(4506)、14(3976)、15(5631)、17(2500)、22(2500)、24(2500) | 33621        |

厂上报的调峰时段也发生了改变。因此,风险偏好系数不仅影响虚拟电厂的投标容量,也决定着虚拟电厂的调峰时段。当风险偏好系数从3开始增加时,为了降低风险,虚拟电厂在调峰市场中的投标总容量减小,而调峰时段不再改变,这也说明了在前文得出的选取风险偏好系数为3或5的结论较为合理。对比表2的调峰时段与图3调度前后负荷曲线的变化可知,负荷增加时段与虚拟电厂调峰时段相吻合,这是由于虚拟电厂的调峰作用主要由柔性负荷承担。因此,为提高在调峰市场中的竞争能力,虚拟电厂应纳入更多的柔性负荷资源。观察表2可见,当风险偏好系数增加时,虚拟电厂在时段2、3、5、6的投标容量呈现减小的趋势,在时段14、15的投标容量呈现增加的趋势。这是由于当风险偏好系数较小时,虚拟电厂的优化目标更多地关注于运行成本的降低,此时,柔性负荷更多地转移至分时电价较低的谷时段,从而使虚拟电厂在谷时段的投标容量比重较大、在平时段的投标容量比重较小。随着风险偏好系数的增加,虚拟电厂的优化目标更多地关注于调峰风险收益的增加,虚拟电厂在平时段的投标容量逐渐增加。对比图3可见,随着风险偏好系数的增加,柔性负荷在谷时段的负荷增加功率逐渐减少,在平时段的负荷增加功率逐渐增多,验证了上述结论的正确性。不同风险偏好系数下的负荷曲线以及部分场景的储能充放电功率、直接交易功率、弃风弃光功率与调峰实际出力变化情况分别如附录B图B4—B6、附录C表C1—C3、附录D表D1—D3所示。由于风险偏好系数设置为3时开始增加时段14为调峰时段,因此为保证调峰实际出力,储能的充电功率增加。当风险偏好系数增加,柔性负荷更多地转移至平时段而不是谷时段,这造成虚拟电厂在谷时段购电功率减小以及平时段购电功率增加。

#### 4.3 不同偏差结算系数的影响

当虚拟电厂调峰实际出力未达到偏差结算系数与其投标容量的乘积时,虚拟电厂的调峰费用不予结算并进行惩罚。由于我国目前处于虚拟电厂调峰市场建设初期,为鼓励虚拟电厂参与调峰市场,偏差结算系数设置为0.7较为合适,而较为成熟的电力市

场,如美国加州,偏差结算系数设置为0.9<sup>[20]</sup>。随着第三方主体逐步进入调峰市场以及市场机制的逐渐成熟,偏差结算系数会逐渐增大。表3给出了不同偏差结算系数的影响。

表3 不同偏差结算系数的影响

Table 3 Impact of different deviation settlement coefficients

| 偏差结算系数 | 运行成本 / 元 | 调峰风险收益 / 元 | 投标总容量 / kW | 惩罚成本 / 元 |
|--------|----------|------------|------------|----------|
| 0.7    | 20729.77 | 9961.30    | 35327      | 590.91   |
| 0.8    | 21259.39 | 9891.00    | 33167      | 706.55   |
| 0.9    | 21629.83 | 9753.23    | 28997      | 512.41   |

由表3可知:当偏差结算系数增大,调峰市场对虚拟电厂调峰情况的考核更加严格,这造成虚拟电厂的调峰风险收益降低以及虚拟电厂运行成本增加;同时为减小无法完成调峰任务所带来的风险,虚拟电厂的投标总容量减小。

#### 4.4 经济效益分析

本节对虚拟电厂参与调峰市场的经济效益进行分析,风险偏好系数设置为5。当虚拟电厂不参与调峰服务时,虚拟电厂的运行成本为29684元,当虚拟电厂参与调峰服务时,虚拟电厂的运行成本为20729元,对比可知虚拟电厂参与调峰服务经济效益约提升30%。

表4给出了不同成员组合下的运行成本和调峰风险收益,其中“1”表示联盟中考虑该成员,“0”表示联盟中不考虑该成员。由表中可知,当系统中考虑风光不可控资源时,联盟所获得的调峰风险收益降低。而独立储能装置由于容量较小,无法单独进入调峰市场,独自运行收益较低,其通过虚拟电厂的统一管理,与柔性负荷一起参与调峰市场可带来经济效益的提升。

表4 不同成员组合下的运行成本和调峰风险收益

Table 4 Operation cost and peak regulation risk profit under different member combinations

| 序号 | 成员组合 |    |    |    | 运行成本 / 元  | 调峰风险收益 / 元 |
|----|------|----|----|----|-----------|------------|
|    | 风电   | 光伏 | 储能 | 负荷 |           |            |
| 1  | 1    | 1  | 1  | 1  | 20729.77  | 9961.30    |
| 2  | 1    | 1  | 1  | 0  | -45227.21 |            |
| 3  | 1    | 1  | 0  | 1  | 24780.63  | 6545.85    |
| 4  | 1    | 0  | 1  | 1  | 44072.90  | 10171.56   |
| 5  | 0    | 1  | 1  | 1  | 75702.98  | 11055.78   |
| 6  | 1    | 1  | 0  | 0  | -43861.05 |            |
| 7  | 1    | 0  | 1  | 0  | -31516.88 |            |
| 8  | 1    | 0  | 0  | 1  | 48764.73  | 6524.40    |
| 9  | 0    | 0  | 1  | 1  | 103916.06 | 11656.25   |
| 10 | 0    | 1  | 0  | 1  | 81633.25  | 6934.50    |
| 11 | 0    | 1  | 1  | 0  | -14803.98 |            |
| 12 | 1    | 0  | 0  | 0  | -30150.72 |            |
| 13 | 0    | 1  | 0  | 0  | -13710.32 |            |
| 14 | 0    | 0  | 1  | 0  | -353.52   |            |
| 15 | 0    | 0  | 0  | 1  | 109004.92 | 6987.00    |

基于表4,考虑各成员对联盟的边际贡献,对虚拟电厂的运行成本进行合理分配,结果如表5所示。由于购售电的差价与电力市场的门槛限制,各成员联盟运行经济效益与独立运行经济效益相比均有所提高,这有利于虚拟电厂的长期稳定运行。

表5 各成员的运行成本

Table 5 Operation cost of each member

| 成员 | 运行成本 / 元  |            |
|----|-----------|------------|
|    | 独立运行      | 联盟运行       |
| 风电 | -30150.72 | -43670.420 |
| 光伏 | -13710.32 | -19383.362 |
| 储能 | -353.52   | -2729.170  |
| 负荷 | 109004.92 | 86512.730  |

## 5 结论

针对我国处于虚拟电厂调峰市场建设初期,缺乏以虚拟电厂为主体参与调峰市场的优化运行策略的问题,本文提出考虑风、光、荷、储的虚拟电厂调峰市场投标策略。鉴于风光出力的不确定性,建立虚拟电厂两阶段随机优化模型,给出虚拟电厂日前优化运行策略,并考虑各成员对联盟的边际贡献进行成本分配,分析以联盟形式运营的经济效益。通过算例分析得到以下结论:不同风险偏好系数下的虚拟电厂投标策略有明显区别,同时影响虚拟电厂在调峰市场的调峰时段与投标容量;随着调峰市场机制的日益成熟,偏差结算系数的增加会导致虚拟电厂运行成本增加,风光不可控资源会导致虚拟电厂调峰风险收益降低;各成员以联盟形式参与直接交易市场与调峰市场均可提高经济效益,从而保证了虚拟电厂联合运营的长期发展。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

## 参考文献:

- [1] 胡娟,杨水丽,侯朝勇,等. 规模化储能技术典型示范应用的现状分析与启示[J]. 电网技术,2015,39(4):879-885.  
HU Juan, YANG Shuili, HOU Chaoyong, et al. Present condition analysis on typical demonstration application of large-scale energy storage technology and its enlightenment[J]. Power System Technology, 2015, 39(4): 879-885.
- [2] 沈运帷,李扬,高赐威,等. 需求响应在电力辅助服务市场中的应用[J]. 电力系统自动化,2017,41(22):151-161.  
SHEN Yunwei, LI Yang, GAO Ciwei, et al. Application of demand response in ancillary service market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(22): 151-161.
- [3] 国家能源局. 完善电力辅助服务补偿(市场)机制工作方案[EB/OL]. (2017-11-15)[2020-03-20]. [http://zfxxgk.nea.gov.cn/auto92/201711/t20171122\\_3058.htm](http://zfxxgk.nea.gov.cn/auto92/201711/t20171122_3058.htm).
- [4] 闫涛,渠展展,惠东,等. 含规模化电池储能系统的商业型虚拟电厂经济性分析[J]. 电力系统自动化,2014,38(17):98-104.  
YAN Tao, QU Zhanzhan, HUI Dong, et al. Economic analysis of the virtual power plants with large-scale battery energy storage systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(17): 98-104.

- [5] 李旭东,艾欣,胡俊杰,等. 计及碳交易机制的核-火-虚拟电厂三阶段联合调峰策略研究[J]. 电网技术, 2019, 43(7): 2460-2470.  
LI Xudong, AI Xin, HU Junjie, et al. Three-stage combined peak regulation strategy for nuclear-thermal-virtual power plant considering carbon trading mechanism[J]. Power System Technology, 2019, 43(7): 2460-2470.
- [6] LI X L, CAO X Y, LI C, et al. A coordinated peak shaving strategy using neural network for discretely adjustable energy-intensive load and battery energy storage[J]. IEEE Access, 2019, 8: 5331-5338.
- [7] HARLOW W V. Asset allocation in a downside-risk framework[J]. Financial Analysts Journal, 1991, 47(5): 28-40.
- [8] 王金凤, 李渝曾, 张少华. 基于CVaR的供电公司电能购买决策模型[J]. 电力自动化设备, 2008, 28(2): 19-23.  
WANG Jinfeng, LI Yuzeng, ZHANG Shaohua. CVaR-based electricity purchase model for power supply company[J]. Electric Power Automation Equipment, 2008, 28(2): 19-23.
- [9] 胡浩, 王英瑞, 曾博, 等. 基于CVaR理论的综合能源系统经济优化调度[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 209-219.  
HU Hao, WANG Yingrui, ZENG Bo, et al. CVaR-based economic optimal dispatch of integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 209-219.
- [10] 武庚, 武庆国, 王昊婧, 等. 考虑风险规避的综合能源服务商能源购置策略[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(6): 12-20.  
WU Geng, WU Qingguo, WANG Haojing, et al. Energy purchasing strategy of multi-energy service provider considering risk aversion[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(6): 12-20.
- [11] 陈星莺, 郁清云, 谢俊, 等. 基于合作博弈论的电能替代效益分摊方法[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(3): 30-35, 44.  
CHEN Xingying, YU Qingyun, XIE Jun, et al. Benefit allocation method for electric energy substitution based on cooperative game theory[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(3): 30-35, 44.
- [12] 武昭原, 周明, 姚尚润, 等. 基于合作博弈论的风储联合参与现货市场优化运行策略[J]. 电网技术, 2019, 43(8): 2815-2824.  
WU Zhaoyuan, ZHOU Ming, YAO Shangrun, et al. Optimization operation strategy of wind-storage coalition in spot market based on cooperative game theory[J]. Power System Technology, 2019, 43(8): 2815-2824.
- [13] 王宣元, 刘敦楠, 刘葵, 等. 泛在电力物联网下虚拟电厂运营机制及关键技术[J]. 电网技术, 2019, 43(9): 3175-3183.  
WANG Xuanyuan, LIU Dunnan, LIU Zhen, et al. Operation mechanism and key technologies of virtual power plant under ubiquitous Internet of Things[J]. Power System Technology, 2019, 43(9): 3175-3183.
- [14] 华北能源监管局. 第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务试点市场规则(试行)[EB/OL]. (2019-11-18)[2020-03-20]. <http://www.czguangfu.org/PolicyLaws/4661.html>.
- [15] 华东能源监管局. 上海电力调峰辅助服务市场运营规则(试行)[EB/OL]. (2020-04-22)[2020-04-29]. <http://shoudian.bjx.com.cn/html/20200426/1066874.shtml>.
- [16] 马溪原. 含风电电力系统的场景分析方法及其在随机优化中的应用[D]. 武汉: 武汉大学, 2014.  
MA Xiyuan. Scenario analysis and stochastic programming of wind-integrated power systems[D]. Wuhan: Wuhan University, 2014.
- [17] CARRION M, PHILPOTT A B, CONEJO A J, et al. A stochastic programming approach to electric energy procurement for large consumers[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(2): 744-754.
- [18] 秦婷, 刘怀东, 王锦桥, 等. 基于讨价还价博弈理论的分布式能源合作收益分配模型[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(1): 134-140.  
QIN Ting, LIU Huaidong, WANG Jinqiao, et al. Profit allocation model of cooperative distributed energy resources based on bargaining game theory[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(1): 134-140.
- [19] 陈永椿, 董萍, 伍子东, 等. 计及需求响应的微网现货市场运行策略[J]. 电网技术, 2019, 43(12): 4558-4568.  
CHEN Yongchun, DONG Ping, WU Zidong, et al. Microgrid operation strategy with demand response in spot electricity market[J]. Power System Technology, 2019, 43(12): 4558-4568.
- [20] CAISO. California ISO baseline accuracy assessment[EB/OL]. (2014-02-14)[2020-04-06]. <http://www.caiso.com/participate/Pages/MarketProducts/AncillaryServices/Default.aspx>.

#### 作者简介:



李嘉媚

李嘉媚(1996—),女,辽宁锦州人,博士研究生,研究方向为虚拟电厂商业模式(E-mail: lijiaimei@sjtu.edu.cn);

艾芊(1969—),男,湖北武汉人,教授,博士研究生导师,博士,研究方向为虚拟电厂、人工智能及大数据等(E-mail: aiqian@sjtu.edu.cn)。

(编辑 王锦秀)

## Operation mode of virtual power plant considering peak regulation auxiliary service

LI Jiamei, AI Qian

(Key Laboratory of Power Transmission and Power Conversion Control, Ministry of Education, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China)

**Abstract:** Aiming at the problem that the uncertainty of wind and solar resources within VPP (Virtual Power Plant) brings impact on its participating in peak regulation market, the research of VPP participating in peak regulation market as the entity is carried out. The operation mode of VPP participating in both direct electricity trading market and peak regulation market is adopted, and a day-ahead optimal operation model of VPP based on conditional value at risk theory is proposed, which considers the uncertainty of wind and photovoltaic power. The Shapley value method is used to reasonably distribute the expected cost obtained by the combined operation of each member. Case simulation verifies the effectiveness and rationality of the proposed operation strategy.

**Key words:** virtual power plant; peak regulation market; CVaR; two-stage stochastic optimization; Shapley value

附录 A:

表 A1 峰谷电价

Table A1 peak-valley price

| 时段  | 购电电价/<br>[元·(kW·h) <sup>-1</sup> ] | 售电电价<br>[元·(kW·h) <sup>-1</sup> ] | 时间                      |
|-----|------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------|
| 平时段 | 0.641 8                            | 0.320 90                          | 12:00—17:00、21:00—24:00 |
| 峰时段 | 1.069 7                            | 0.534 85                          | 08:00—12:00、17:00—21:00 |
| 谷时段 | 0.313 9                            | 0.156 95                          | 00:00—08:00             |

附录 B:

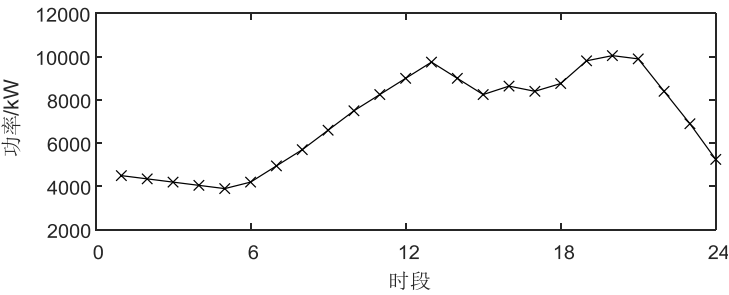


图 B1 负荷曲线

Fig.B1 Load curve

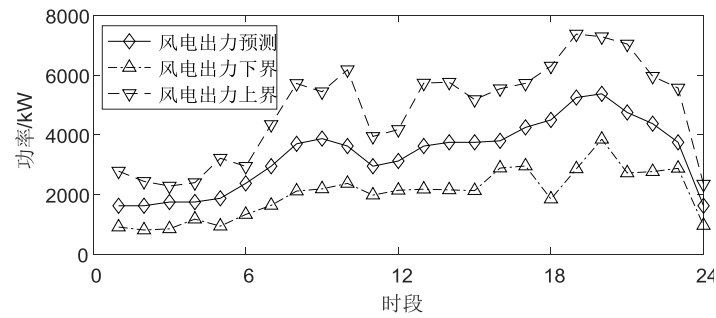


图 B2 风电场景

Fig.B2 Wind power scenarios

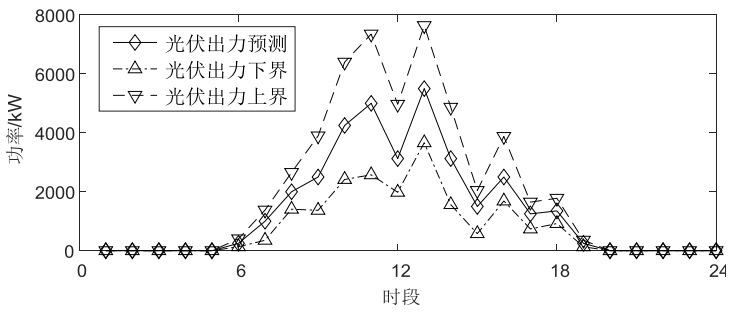


图 B3 光伏场景

Fig.B3 Photovoltaic scenarios

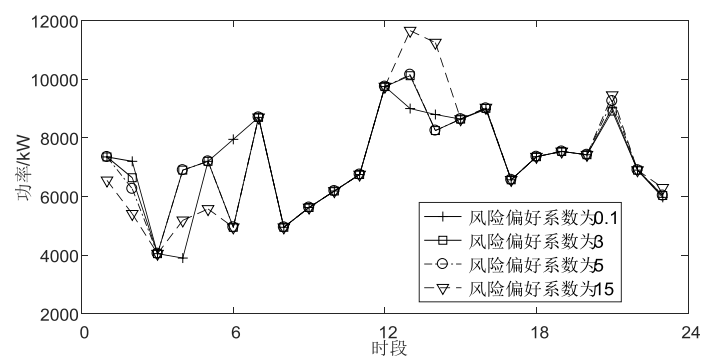
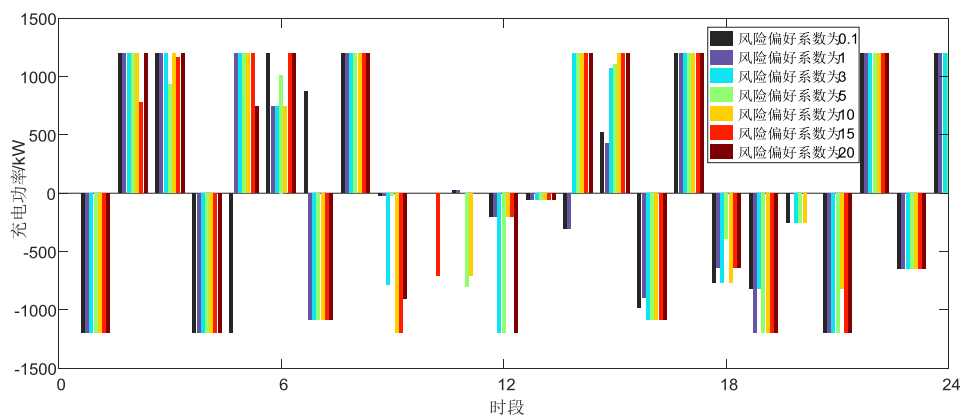
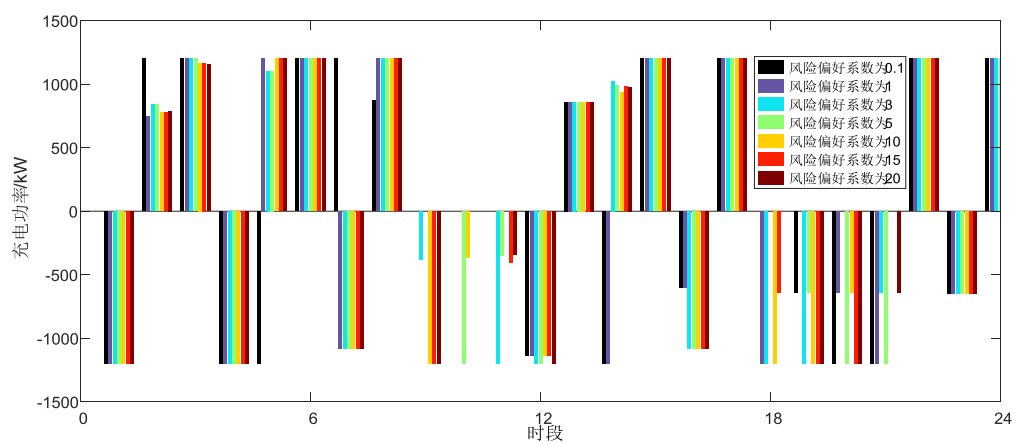


图 B4 不同风险偏好系数下负荷曲线

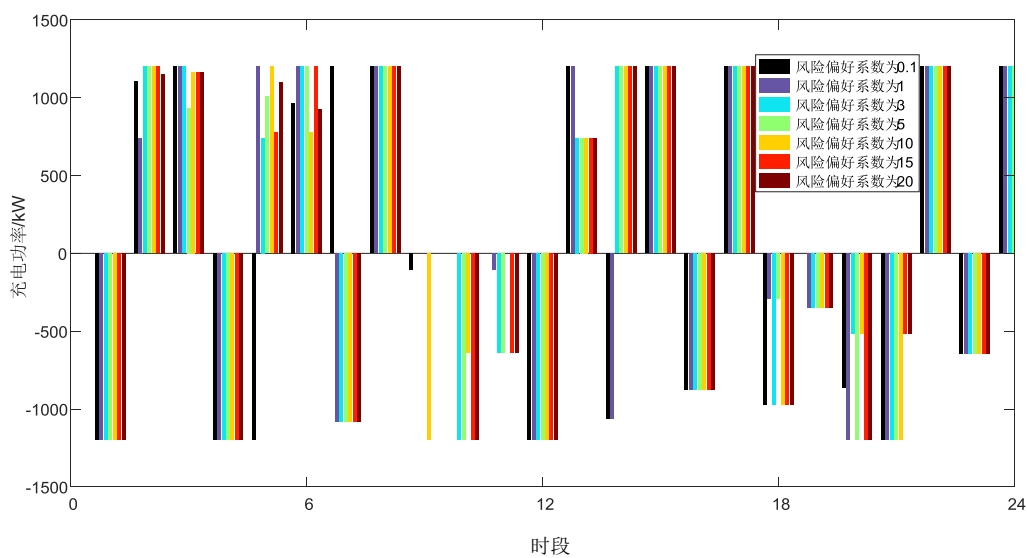
Fig.B4 Load curves under different risk preference coefficients



(a) 场景 1



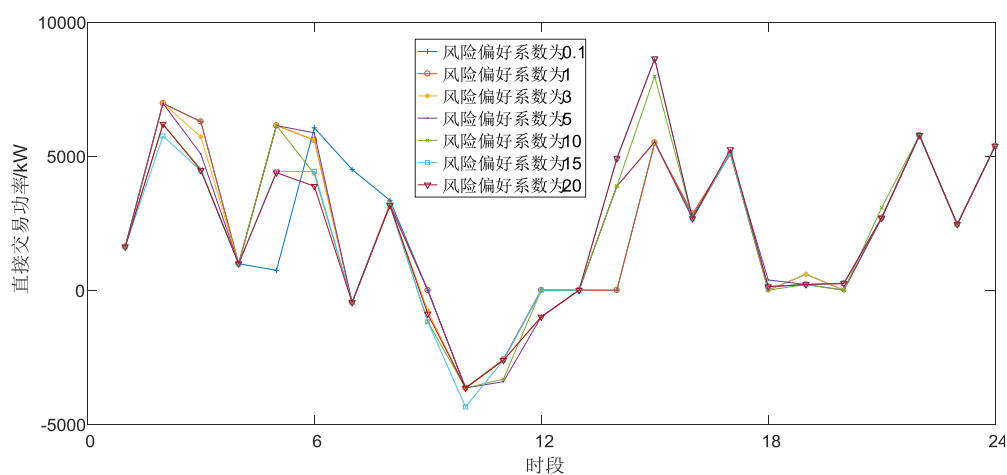
(b) 场景 2



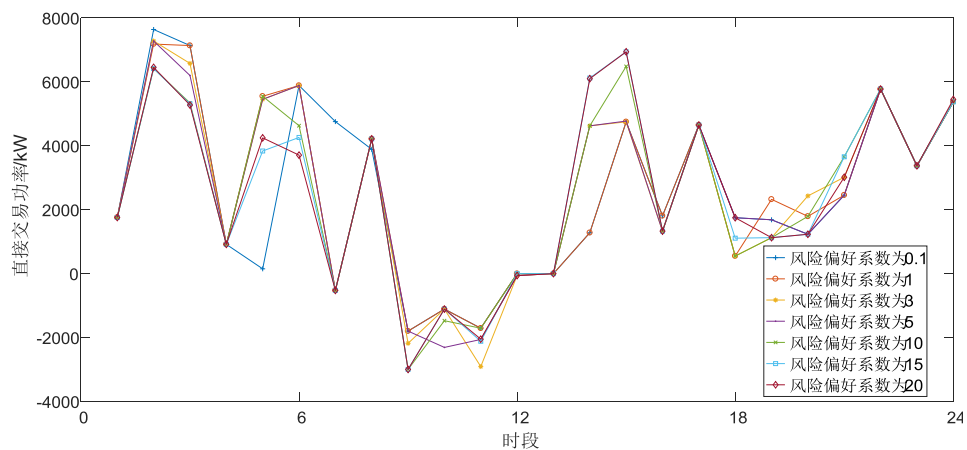
(c) 场景 3

图 B5 不同场景下储能充电功率随风险偏好系数的变化 (负值为放电)

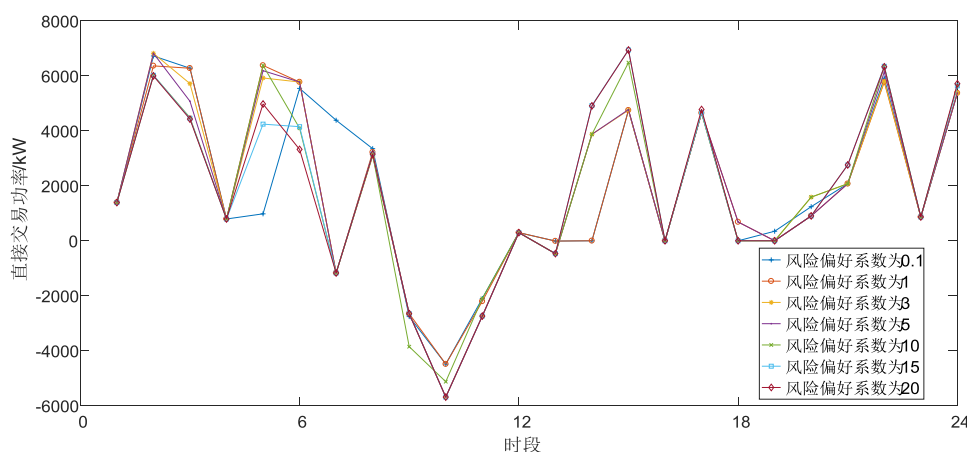
Fig.B5 Change of energy storage charging power with risk preference coefficients under different scenarios  
(negative value represents discharge)



(a) 场景 1



(b) 场景 2



(c) 场景 3

图 B6 不同场景下直接交易功率随风险偏好系数的变化（负值为售电）

Fig.B6 Change of direct trading power with risk preference coefficients under different scenarios(negative value represents selling electricity)

# 附录 C:

表 C1 场景 1 下弃风弃光功率随风险偏好系数的变化

Table C1 Change of actual peak regulation output with risk preference coefficients under Scenario 1

| 时段 | 弃风弃光功率/kW   |           |           |           |            |            |            |
|----|-------------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|
|    | $\beta=0.1$ | $\beta=1$ | $\beta=3$ | $\beta=5$ | $\beta=10$ | $\beta=15$ | $\beta=20$ |
| 8  | 187.55      | 58.02     | 0         | 0         | 0          | 0          | 0          |
| 14 | 0           | 0         | 1 247.12  | 1 211.29  | 1 157.73   | 757.70     | 757.70     |
| 22 | 715.57      | 855.21    | 824.72    | 482.78    | 279.54     | 281.26     | 301.33     |
| 24 | 552.70      | 516.51    | 491.02    | 491.02    | 227.85     | 227.85     | 152.09     |

表 C2 场景 2 下弃风弃光功率随风险偏好系数的变化

Table C2 Change of actual peak regulation output with risk preference coefficients under Scenario 2

| 时段 | 弃风弃光功率/kW   |           |           |           |            |            |            |
|----|-------------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|
|    | $\beta=0.1$ | $\beta=1$ | $\beta=3$ | $\beta=5$ | $\beta=10$ | $\beta=15$ | $\beta=20$ |
| 15 | 1 295.85    | 1 201.35  | 1 843.16  | 1 867.61  | 1 231.03   | 1 035.06   | 1 035.06   |
| 17 | 797.78      | 788.84    | 765.11    | 765.11    | 748.47     | 739.87     | 639.48     |
| 22 | 597.09      | 736.73    | 706.24    | 364.30    | 161.06     | 162.78     | 182.86     |
| 24 | 324.85      | 288.66    | 263.16    | 263.16    | 0          | 0          | 0          |

Table C3 Change of actual peak regulation output with risk preference coefficients under Scenario 3

| 时段 | 弃风弃光功率/kW   |           |           |           |            |            |            |
|----|-------------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|
|    | $\beta=0.1$ | $\beta=1$ | $\beta=3$ | $\beta=5$ | $\beta=10$ | $\beta=15$ | $\beta=20$ |
| 7  | 274.83      | 0         | 0         | 0         | 0          | 0          | 0          |
| 8  | 1 052.90    | 923.37    | 782.73    | 817.74    | 826.30     | 860.50     | 856.19     |
| 14 | 0.00        | 0.00      | 489.42    | 453.59    | 400.03     | 0          | 0          |
| 15 | 599.26      | 504.75    | 1 146.56  | 1 171.02  | 534.44     | 338.47     | 338.47     |
| 17 | 32.67       | 23.73     | 0         | 0         | 0          | 0          | 0          |
| 24 | 61.68       | 25.49     | 0         | 0         | 0          | 0          | 0          |

附录 D:

表 D1 场景 1 下调峰实际出力随风险偏好系数的变化

Table D1 Change of actual peak regulation output with risk preference coefficients under Scenario 1

[illegible]

表 D2 场景 2 下调峰实际出力随风险偏好系数的变化

Table D2 Change of actual peak regulation output with risk preference coefficients under Scenario 2

| 时段 | 弃风弃光功率/kW   |           |           |           |            |            |            |
|----|-------------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|
|    | $\beta=0.1$ | $\beta=1$ | $\beta=3$ | $\beta=5$ | $\beta=10$ | $\beta=15$ | $\beta=20$ |
| 2  | 4 915.49    | 4 458.98  | 4 554.98  | 4 554.98  | 3 692.69   | 3 692.69   | 3 730.03   |
| 3  | 4 687.65    | 4 687.65  | 4 128.54  | 3 750.77  | 2 890.89   | 2 863.65   | 2 826.32   |
| 5  | 0           | 3 525.56  | 3 429.57  | 3 429.57  | 3 525.56   | 1 812.60   | 2 223.56   |
| 6  | 4 311.22    | 4 311.22  | 4 311.22  | 4 311.22  | 3 054.02   | 2 686.67   | 2 133.99   |
| 7  | 3 757.76    | 0         | 0         | 0         | 0          | 0          | 0          |
| 8  | 3 889.33    | 4 216.20  | 4 216.20  | 4 216.20  | 4 216.20   | 4 216.20   | 4 216.20   |
| 14 | 0           | 0         | 2 500.00  | 2 500.00  | 2 500.00   | 3 996.29   | 3 975.77   |
| 15 | 1 750.00    | 1 750.00  | 1 750.00  | 1 774.46  | 3 484.64   | 3 941.90   | 3 941.90   |
| 17 | 1 750.00    | 1 750.00  | 1 750.00  | 1 750.00  | 1 750.00   | 1 750.00   | 1 750.00   |
| 22 | 1 750.00    | 1 750.00  | 1 750.00  | 1 750.00  | 1 750.00   | 1 750.00   | 1 750.00   |
| 24 | 1 750.00    | 1 750.00  | 1 750.00  | 1 750.00  | 1 750.00   | 1 750.00   | 1 825.77   |

表 D3 场景 3 下调峰实际出力随风险偏好系数的变化

Table D3 Change of actual peak regulation output with risk preference coefficients under Scenario 3

| 时段 | 弃风弃光功率/kW   |           |           |           |            |            |            |
|----|-------------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|
|    | $\beta=0.1$ | $\beta=1$ | $\beta=3$ | $\beta=5$ | $\beta=10$ | $\beta=15$ | $\beta=20$ |
| 2  | 4 000.39    | 3 639.17  | 4 095.68  | 4 095.68  | 3 295.92   | 3 295.92   | 3 273.94   |
| 3  | 3 828.15    | 3 828.15  | 3 269.04  | 2 626.73  | 2 031.79   | 2 004.56   | 1 978.42   |
| 5  | 0           | 4 355.58  | 3 899.07  | 4 163.62  | 4 355.58   | 2 219.18   | 2 952.05   |
| 6  | 3 969.45    | 4 201.03  | 4 201.03  | 4 201.03  | 2 520.39   | 2 576.48   | 1 750.00   |
| 7  | 3 385.68    | 0         | 0         | 0         | 0          | 0          | 0          |
| 8  | 3 350.89    | 3 221.36  | 3 080.72  | 3 115.73  | 3 124.29   | 3 158.49   | 3 154.18   |
| 14 | 0           | 0         | 1 750.00  | 1 750.00  | 1 750.00   | 2 797.40   | 2 783.04   |
| 15 | 1 750.00    | 1 750.00  | 1 750.00  | 1 774.46  | 3 484.64   | 3 941.90   | 3 941.90   |
| 17 | 1 750.00    | 1 750.00  | 1 750.00  | 1 750.00  | 1 766.64   | 1 775.24   | 1 875.63   |
| 22 | 1 889.64    | 1 750.00  | 1 780.49  | 2 122.42  | 2 325.67   | 2 323.95   | 2 303.87   |
| 24 | 1 750.00    | 1 750.00  | 1 750.00  | 1 750.00  | 2 013.16   | 2 013.16   | 2 088.93   |